

Ein Vorgehensmodell zur Gestaltung kundengruppenspezifischer Time-of-Use Tarife

Zohra Ighli
Lilia Filipova-Neumann
Christoph Flath

Veröffentlicht in:
Multikonferenz Wirtschaftsinformatik 2012
Tagungsband der MKWI 2012
Hrsg.: Dirk Christian Mattfeld; Susanne Robra-Bissantz



Braunschweig: Institut für Wirtschaftsinformatik, 2012

Ein Vorgehensmodell zur Gestaltung kundengruppenspezifischer Time-of-Use Tarife

Zohra Ighli

Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Informationswirtschaft und -management,
76131 Karlsruhe, E-Mail: zohra.ighli@student.kit.edu

Lilia Filipova-Neumann

FZI Forschungszentrum Informatik, 76131 Karlsruhe, E-Mail: filipova-neumann@fzi.de

Christoph Flath

FZI Forschungszentrum Informatik, 76131 Karlsruhe, E-Mail: flath@fzi.de

Abstract

Die vorliegende Arbeit zeigt ein Vorgehensmodell auf, mit dem kundengruppenspezifische zeitvariable Tarife erstellt werden können, die sowohl für den Lieferanten als auch den Endkunden wirtschaftlich sind. Neben der Gewinnmaximierung des Lieferanten und der Forderung, dass der neue Tarif aus Kundensicht mindestens so gut sein muss wie der Referenztarif, wird der Aspekt der Einfachheit für den Kunden berücksichtigt. Im Gegensatz zur herkömmlichen Vorgehensweise in der existierenden Literatur werden in dieser Arbeit der Beginn und die Länge einer Zeitzone, in der ein bestimmter Preis gilt, für die Optimierung endogenisiert. Trotz der strengen Restriktion, die Kunden ohne Verhaltensanpassung die gleichen Kosten garantiert, lassen sich dadurch weitere Optimierungspotentiale erschließen. Dies wird an der Gewinnsteigerung in der untersuchten Fallstudie gezeigt.

1 Einleitung

Mit entsprechenden Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen verfolgt der Gesetzgeber die Gestaltung innovativer Tarifprodukte auf dem Strommarkt. Nach §40, Absatz 5, Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) müssen Stromlieferanten lastvariable oder zeitvariable Tarife anbieten, die dem Letztverbraucher einen Anreiz bieten Strom zu sparen oder zu verlagern, allerdings unter der Voraussetzung, dass es für den Lieferanten „technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar“ (EnWG §40 Absatz 5) ist. Außerdem müssen nach §21c, Absatz 1, EnWG und §21d, Absatz 1, EnWG in Neubauten und bei Sanierungen Smart Meter eingebaut werden.

In der Praxis werden jedoch meist wieder Schwachlasttarife eingeführt [24], die zwar die gesetzlichen Anforderungen erfüllen, jedoch wenig innovativ sind und die Möglichkeiten,

die ein Smart Meter zur Tarifgestaltung bietet [18], nicht nutzen. Gerade im Zuge der Liberalisierung des Energiemarktes steigen die Anzahl der Stromanbieter [28] und somit auch der Wettbewerbsdruck für die Lieferanten. Daher ist es für den Lieferanten entscheidend, sich durch attraktive Tarifprodukte Wettbewerbsvorteile zu verschaffen. Durch die Differenzierung der Kunden entsprechend ihrem unterschiedlichen Verbrauchsverhalten und die Gestaltung angepasster kundenspezifischer Tarife, kann der Lieferant bisher ungenutzte Effizienzpotentiale ausschöpfen, die sowohl ihm als auch den Kunden Vorteile bieten.

Möglichkeiten für eine Besserstellung des Lieferanten und seiner Kunden ergeben sich dann, wenn der Verbrauch der Kunden in Zeiten mit hohen Erzeugungskosten reduziert oder daraus verlagert werden kann. In welchem Ausmaß sich das bewerkstelligen lässt, hängt sowohl von den Eigenschaften des Verbrauchsverhaltens, darunter der Ausgestaltung der Lastprofile, als auch vom Verlauf der Beschaffungskosten ab [10].

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, ein Vorgehensmodell für die Gestaltung von Tarifen zu entwickeln, mit dem kundengruppenspezifische zeitvariable Tarife erstellt werden können, die sowohl für den Lieferanten als auch den Endkunden wirtschaftlich sind. Konkret wird dafür neben der Gewinnmaximierung des Lieferanten und der Forderung, dass der neue Tarif die Kunden im Vergleich zum Ausgangstarif zumindest nicht schlechter stellen darf, der Aspekt der Einfachheit (der Nachvollziehbarkeit für den Kunden und der Implementierung für den Lieferanten) berücksichtigt.

Im Gegensatz zur herkömmlichen Vorgehensweise in der existierenden Literatur werden in dieser Arbeit der Beginn und die Länge einer Zeitzone, für die ein bestimmter Preis gilt, für die Optimierung endogenisiert. Diese werden somit, zusammen mit den in ihnen geltenden Preisen, in einem kombinierten Ansatz festgelegt, wodurch sich weitere Optimierungspotentiale erschließen lassen. Um die Einfachheit des Tarifs zu gewährleisten wird des Weiteren ein Kriterium zur Auswahl der Anzahl von Zeitzonen angewandt. Im Rahmen einer Fallstudie wird das entwickelte Modell auf Realdaten angewandt.

Die Arbeit ist wie folgt aufgebaut. Abschnitt 2 beschreibt die Rahmenbedingungen der Fallstudie, insbesondere die aus Verbrauchsdaten von Haushalts- und Gewerbekunden erzeugten Kundencluster als Ausgangspunkt für die Tarifgestaltung. In Abschnitt 3 werden verschiedene zeitvariable Tarifarten vorgestellt und die Auswahl der Time-of-Use für die Tarifgestaltung begründet. Des Weiteren wird das Vorgehensmodell für die Bestimmung des kundengruppenspezifischen TOU Tarifs beschrieben. Abschnitt 4 beinhaltet die Ergebnisse, die mit der Anwendung des Modells auf Verbrauchsdaten eines Kundenclusters resultieren sowie deren Diskussion. Abschnitt 5 fasst zusammen und gibt einen Ausblick auf die weiterführenden Forschungsfragen.

2 Clusteranalyse von Lastprofilen

Die kundenspezifische Gestaltung zeitvariabler Tarife gestaltet sich aufgrund fehlender Erfahrungswerte schwierig. Durch Smart Metering stehen Energieversorgern Daten zur Verfügung, die durch geeignete Analyseansätze die Tarifgestaltung unterstützen können. Ein geeigneter Ansatz ist hierfür die Clusteranalyse zur Aufdeckung von Strukturen in großen Datenbeständen. So ist es möglich, Kundengruppen nicht nur, wie bisher, anhand ihres absoluten Verbrauchs zu unterscheiden, sondern eine bessere Kundensegmentierung auf

Basis des Verbrauchsverhaltens zu erzielen. Daher kommt der Auswertung dieser Daten eine große Bedeutung für die Entwicklung neuer Tarife zu. Hierfür ist es notwendig, dass Energieversorger die Smart Meter Daten in geeigneten IT-Systemen integrieren.

In Zusammenarbeit mit der ENERGY4U GmbH¹ und den Allgäuer Überlandwerken² (AÜW) wurde eine IT-Lösung für die Clusteranalyse von Verbrauchsdaten entwickelt und umgesetzt. Die verwendeten Methoden der Clusteranalyse sowie der Bezug zur Literatur des Data Mining und Business Intelligence werden in [11] ausführlich dargestellt.

In der untersuchten Smart Metering Pilotregion wurden Smart Meter Daten von Haushalts- und Gewerbekunden im Zeitraum vom 1.1.2010 bis zum 14.2.2011 gesammelt. Auf der Basis dieser Daten wurde mit Hilfe der SAP Business Intelligence Umgebung eine Clusteranalyse als Analyseprozess aufgesetzt. Die zuzuvorgende erforderliche Aufbereitung der Daten wird ebenfalls in [11] beschrieben.

Im Rahmen der Clusteranalyse konnten in verschiedenen Tages- (Werktag, Wochendene) und Jahreszeitszenarien (Winter, Übergangszeit, Sommer) zahlreiche im Verbrauchsverhalten homogene Kundencluster identifiziert werden. Insbesondere im Haushaltskundenbereich ergaben sich hierbei deutliche Abweichungen vom Standardlastprofil. Deshalb greifen wir im Rahmen der vorliegenden Forschungsarbeit auf diese Clusterergebnisse zurück um das dynamische Verbrauchsverhalten von Haushalten möglichst realistisch modellieren zu können.

3 Das kundengruppenspezifische TOU Preismodell

3.1 Zeitvariable Tarife

Aufgrund der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität muss die Erzeugung elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt genau der nachgefragten Menge entsprechen. Da die Nachfrage nach Elektrizität im Verlauf des Tages und auch saisonal schwankt, unterliegt auch die notwendige Erzeugung diesen Schwankungen. Je nach Lastart (Schwach-, Mittel- oder Spitzenlast) unterscheiden sich die für die Deckung der Nachfrage benötigten Kraftwerke und somit die Erzeugungskosten. Diese Kraftwerke werden in der Reihenfolge ihrer variablen Kosten (v.a. Brennstoffkosten) eingesetzt. Vor allem Haushaltskunden zahlen jedoch einen mit der Zeit konstanten Preis für eine Kilowattstunde Elektrizität. Variierenden Erzeugungskosten stehen demnach konstante Strompreise gegenüber. [4] argumentieren, dass durch konstante Verkaufspreise die falschen Preissignale gesetzt werden und Strom in Spitzenlastzeiten, in denen die variablen Kosten besonders hoch sind, zu billig angeboten wird. Zeitvariable Tarife, bei denen sich der Arbeitspreis mit der Zeit verändert, sind somit zum einen ein Mittel, um die Preise an den tatsächlichen Kosten auszurichten und die tatsächlichen Marktverhältnisse widerzuspiegeln. Zum anderen können variable Tarife als indirekte Lastmanagement-Maßnahme Spitzenlasten verlagern.³ Dadurch werden weniger Spitzenlastkraftwerke benötigt, der restliche Kraftwerkspark wird besser ausgelastet, die Systemeffizienz steigt [29], [22], [15]. Aus Sicht des Lieferanten führt diese veränderte

¹ Energy4U ist ein IT-Dienstleister für SAP-Lösungen in der Versorgungsbranche (<http://www.energy4u.org/>).

² Die Allgäuer Überlandwerke sind ein regionaler Energieversorger mit Sitz in Kempten. (<http://www.auew.de/>)

³ Lastvariable Tarife werden aufgrund der verhältnismäßig geringen Last und Lastvariabilität für Gewerbe- und Haushaltskunden und damit ihrer geringen Relevanz im Folgenden nicht betrachtet.

Struktur der Erzeugungskosten zu einer Reduktion der Beschaffungskosten, die er zum Teil an den Endkunden weiterreichen kann [18]. Verschiedene Potenzialstudien haben ein Verlagerungspotenzial durch variable Tarife von ca. 10 – 24% in Deutschland ermittelt. Diese Ergebnisse wurden jedoch meist in Kombination mit weiteren Demand Response Programmen erzielt. Für einen detaillierten Überblick vgl. [19].

Die in der Praxis vorkommenden drei Arten von zeitvariablen Tarifen unterscheiden sich, wie von [1] [19] definiert, vor allem in der Länge der Zeitspanne, mit der sie im Voraus bekanntgegeben werden.

Bei einem *Time-of-Use* (TOU) Tarif sind die Zeitzonen und die in diesen Zeitzonen geltenden Preise weit im Voraus, in der Regel für ein Jahr, festgelegt und über die Vertragslaufzeit gültig. Darüber hinaus zeichnen sich diese TOU Tarife in der Praxis mit eher wenigen Zeitzonen aus. Das am weitesten verbreitete Beispiel ist der Hochtarif/Niedertarif (HT/NT) mit zwei Zeitzonen und zwei Preisstufen. Dabei zahlen die Kunden tagsüber einen höheren Arbeitspreis als nachts.

Beim *Real Time Pricing* (RTP) werden die Dauer einer Preisstufe und das Preisniveau dynamisch für jeden Tag neu bestimmt und in der Regel einen Tag im Voraus bekannt gegeben. Üblicherweise ist ein Preis für mindestens eine Stunde gültig.

Bei bestimmten Events, wie z.B. Netzengpässen oder unerwartet hohen Einkaufspreisen durch Kraftwerksausfall, gilt bei *Critical Peak Pricing* (CPP) Tarifen eine vom festgelegten TOU Tarif abweichende Preisstufe während einer vorab festgelegten Zeit. Die Anzahl der Events ist meist auf einige wenige Stunden im Jahr begrenzt und ein Event wird mit einer bestimmten Frist vorab angekündigt - je nach Ausgestaltung können dies Stunde(n), Tage oder Wochen sein.

In der Praxis sollte der eingesetzte Tarif einfach und nachvollziehbar für die Kunden sein. Dafür muss der Tarif möglichst geringen Zeitaufwand zur Einholung der aktuellen und bekanntgegebenen Preisinformationen für den Kunden erzeugen und nicht zu viel Flexibilität für kurzfristige Anpassung auf Preisänderungen voraussetzen. Verschiedene Kundenakzeptanzstudien zeigen, dass Kunden variablen Tarifen gegenüber im Allgemeinen aufgeschlossen sind, da sie sich davon Kosteneinsparungen erhoffen [27]. Die Akzeptanz steigt jedoch mit der Einfachheit des Tarifs [19], [25], die bei TOU Tarifen in einem stärkeren Ausmaß vorliegt als bei CPP oder RTP. Darüber hinaus wird mit TOU Tarifen, bei denen eine Preisanpassung allenfalls einmal jährlich erfolgt, wird das Preisrisiko in der Erzeugung eher vom Lieferanten abgedeckt.

Aus der Sicht des Lieferanten muss die Implementierung des neuen Tarifes wirtschaftlich sein. Auf Grund der langfristigen Festlegung der Preise eignen sich TOU Tarife als Antwort auf langfristig prognostizierbare Unterschiede in den Beschaffungskosten und zur langfristigen Lastgangmodifikation [19]. Mit seiner hohen Flexibilität ermöglicht der RTP Tarif hingegen die kurzfristige Reaktion auf stark fluktuierende und nur bedingt prognostizierbare und steuerbare Erzeugung und kann so die Integration erneuerbarer Energien erleichtern.

In der vorliegenden Arbeit wird davon ausgegangen, dass die gesamte Beschaffung über den Spotmarkt oder OTC Handel, dessen Preise sich ebenfalls an den Spotmarktpreisen orientieren, jedoch nicht über Eigenerzeugung stattfindet. Damit unterliegen die Beschaffungskosten einem hohen Diversifizierungsgrad und bleiben von lokalen und kurzfristigen Schwankungen in der Erzeugung erneuerbarer Energien unversehrt.

Da zum einen die Spotmarktpreise über längeren Zeiträumen hinweg distinkten Tagesmustern folgen [3] und zum anderen in der betrachteten Fallstudie keine kurzfristige Verbrauchsprognose - z.B. anhand von Wetterdaten - stattfindet, werden im Rahmen dieser Arbeit nur langfristigen Schwankungen auf der Nachfrage- und Angebotsseite berücksichtigt. Daher beschränken wir uns im Folgenden auf die Entwicklung von dem TOU Tarifen.

3.2 Vorgehensmodell zur Bestimmung des optimalen TOU Tarifs

[33] geben einen Überblick über verschiedene in China implementierten TOU Preismodelle⁴. Demnach lassen sich diese entsprechend der Zielfunktionen in drei Kategorien unterteilen. In der ersten Kategorie werden die TOU Preismodelle auf der Grundlage von Lastmanagementzielen aufgestellt (z.B. [16]), wobei die Reduzierung der Spitzenlast allen Arbeiten als Ziel zu Grunde liegt. Zusätzlich zur Spitzenlastreduzierung soll in [30] und [31] auch die Differenz zwischen Spitzen- und Schwachlast minimiert und in [26] darüber hinaus Schwachlast maximiert werden. Dieses Grundmodell wird um weitere Zielfunktionen wie der Kundenakzeptanz [33] oder den Kosten des Stromkunden [30] ergänzt. Bei den genannten Modellen handelt es sich um multikriterielle Optimierungsprobleme, zu deren Lösung die verschiedenen Zielfunktionen gewichtet und in eine Zielfunktion überführt werden müssen. Diese Gewichtung ist jedoch in der Regel subjektiv [26].

In der zweiten Modellkategorie richten sich die Preise, die auf Erzeugerseite gesetzt werden, nach der Nachfrageseite. Ziel hierbei ist es die Differenz zwischen vorhergesagtem und tatsächlichem Stromverbrauch zu minimieren [33]. Mittels Simulationen werden die optimalen Preise berechnet [13].

Die dritte Kategorie stellen spieltheoretische Modelle dar, in denen der Einfluss des Verhaltens verschiedener Akteure, wie z.B. der Energieversorger, der Regierung und der Stromkunden auf die Preisgestaltung betrachtet wird [32], [33].

Einsparungen aus der Reduktion der Beschaffungskosten kann der Lieferant erzielen, wenn er Tarife anbieten kann, die Anreize zur Spitzenlastreduzierung bzw. -verlagerung setzen. Das Modell in dieser Arbeit fällt dadurch in die erste Kategorie und ist angelehnt an [30]. Jedoch wird ein Lieferant einen TOU Tarif nur anbieten, wenn dieser insgesamt wirtschaftlich für ihn ist, d.h. wenn er damit seine Gewinne maximieren kann. Das hier vorgestellte Modell hat daher mit der Gewinnmaximierung nur eine Zielfunktion. Dadurch entsteht die oben beschriebene Problematik multikriterieller Optimierungsprobleme erst gar nicht.

Die Ausgestaltung eines TOU Tarifs wird durch mehrere Variablen beschrieben: die Anzahl an Zeitzeonen, Beginn und Länge einer Zeitzone, die Anzahl an Preisen und das jeweilige Preisniveau. Die Herausforderung für den Lieferanten bei der Gestaltung eines TOU Tarifs ist es, seinen Gewinn unter der Berücksichtigung der genannten und weiterer im Marktumfeld relevanter Nebenbedingungen über diese Variablen zu optimieren.

In den bisherigen TOU Preismodellen [26], [30] werden diese Variablen jedoch nicht simultan sondern stufenweise optimiert. In der Regel werden neben der Anzahl der Zeitzeonen, auch ihr Beginn und Länge aufgrund bestimmter Überlegungen im Voraus festgelegt. Über die Zielfunktion werden dann nur die Preisniveaus in den entsprechenden Zeitzeonen optimiert.

⁴ Empirische Ergebnisse zu den Auswirkungen von TOU Tarifen auf das Verbrauchsverhalten bieten [6], [7], [12], [21].

Durch die vorherige Festlegung einzelner Variablen werden jedoch der Optimierung Restriktionen auferlegt, welche die Aufdeckung vorhandener Effizienzpotentiale verhindern.

Obwohl Verbrauchsdaten üblicherweise im 15-Minuten Takt vorliegen, beschränken wir uns aus Komplexitätsgründe auf Tarife auf 1-Stunden-Basis. Damit beträgt die maximale Anzahl an Zeitzonen pro Tag 24. Des Weiteren ist die Anzahl der unterschiedlichen Preise durch die Anzahl der Zeitzonen nach oben beschränkt. Die Endogenisierung des Beginns und Länge der Zeitzonen wird in der vorliegenden Arbeit über die Formalisierung der Preissprünge, die zwischen benachbarten Zeitzonen entstehen, mit Hilfe der Entscheidungsvariablen φ_t ermöglicht, wobei $t=1, \dots, 24$ die Periode (mit Dauer von 1 Stunde) bezeichnet. Eine Zeitzone wird somit durch die Menge benachbarter Perioden, in denen der gleiche Preis vorherrscht, charakterisiert. Die Variable φ_t nimmt den Wert 1(0) an, falls zwischen t und $t+1$, für $t=1, \dots, 23$, bzw. zwischen $t=24$ und $t=1$ ein (kein) Preissprung vorliegt. Bezeichnet man des Weiteren mit p_t und c_t den Endkundenpreis und die Beschaffungskosten, sowie mit $x_t(p_t)$ den vom Preis abhängigen Verbrauch des Kunden in Periode t , wird das Maximierungsproblem wie folgt spezifiziert.

$$\max_{\varphi_t, \Delta_t} \sum_{t=1}^{24} (p_t - c_t) \cdot x_t(p_t) \quad (1)$$

u.d. Nebenbedingungen:

$$p_{t+1} = p_t + \Delta_t \cdot \varphi_t, \quad t=1, \dots, 23 \quad (2)$$

$$p_{23} + \Delta_{23} \cdot \varphi_{23} = p_1 - \Delta_{24} \cdot \varphi_{24} \quad (3)$$

$$x_t(p_t) = x_{0,t} \cdot \left(1 - \varepsilon \cdot \left(\frac{p_0 - p_t}{p_0} \right) \right) \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^{24} p_t \cdot x_{0,t} \leq p_0 \sum_{t=1}^{24} x_{0,t} \quad (5)$$

$$\varphi_t = 0, 1 \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^{24} \varphi_t = a \quad (7)$$

(1) definiert den Gewinn als Differenz aus Erlös und Kosten. (2) stellt den Zusammenhang zwischen den Preisstufen und den Sprüngen in benachbarten Perioden her, wobei von einem Wert p_1 auszugehen ist. Gleichung (3) stellt auf beiden Seiten den Preis in Periode $t=24$ dar, der über einen Sprung zum Preis sowohl in der vorhergehenden $t=23$ als auch in der nachfolgenden $t=1$ spezifiziert werden kann. Umgestellt nach p_1 führt die Gleichung zur vollständigen Charakterisierung der Preise über φ_t und Δ_t .

Die Nachfragefunktion $x_t(p_t)$ hat per Annahme einen fallenden Verlauf. Bezeichnet man mit p_0 und $x_{0,t}$ den Preis und die entsprechend nachgefragte Menge beim Referenztarif, kann die nachgefragte Menge beim TOU Tarif über die Preiselastizität der Stromnachfrage ε in Gleichung (4) berechnet werden. Hierbei ist ε definiert als die prozentuale Änderung der Nachfrage von $x_{0,t}$ nach $x_t(p_t)$ bei einer prozentualen Preisänderung von p_0 nach p_t : $\varepsilon = \left(\frac{x_{0,t} - x_t(p_t)}{x_{0,t}} \right) / \left(\frac{p_0 - p_t}{p_0} \right)$ ([20]). Zur Vereinfachung wird angenommen, dass die Preiselastizität unabhängig vom Verbrauchs- und Preisniveau ist. Ebenso werden Kreuzpreiselastizitäten vernachlässigt.

Ein Kunde wird den TOU Tarif dann akzeptieren, wenn er für den gleichen Verbrauch keine höheren Stromkosten hat (vgl. [19], S. 89) als mit dem Referenztarif (vgl. Gleichung (5)). Andernfalls wird der Kunde beim Referenztarif bleiben. Die Summe über alle φ_t (Gleichung (7)) ergibt die exogen vorgegebene Anzahl der Preissprünge a , die auch der Anzahl der Zeitzonen entspricht. Durch Variation von a wird für jedes $a \in [2, 24]$ ein optimaler Tarif zu (1) bis (7) berechnet, wobei die Position und Länge der Zeitzonen und die vorherrschenden Preise endogen festgelegt wird. Dabei müssen sich die Anzahl der Zeitzonen und die Anzahl der Preise nicht entsprechen, da in zwei nicht nebeneinander liegenden Zeitzonen der gleiche Preis vorliegen kann.

Aus der Spezifikation des Maximierungsproblems ist ersichtlich, dass jedes $a < 24$ eine Einschränkung für die Maximierung darstellt, da es die Gleichheit zwischen unterschiedlichen Perioden erzwingt. Je restriktiver diese Vorgabe durch einen kleineren Wert für a ist, desto kleiner ist der Optimalwert der Zielfunktion, der erreicht werden kann. Um den Zielkonflikt zwischen Gewinn und Einfachheit aufzulösen, kann der Lieferant für die Auswahl des optimalen a^* das Ellbogen-Kriterium ähnlich wie in der Clusteranalyse [2] heranziehen. Dabei wird der Gewinn in Abhängigkeit von a abgebildet, wobei dieser mit abnehmender Rate steigt. Die für den Lieferanten optimale Zeitzonenzahl a^* wird nun grafisch an der Stelle ermittelt, an der die Gewinn-Kurve einen „Knick“ hat.⁵

Bild 1 beschreibt anhand eines Programmlaufplans den Algorithmus zur Bestimmung eines optimalen TOU Tarifs.

4 Ergebnisse

Das entwickelte Modell wird nun auf Realdaten aus der in Abschnitt 2 beschriebenen Fallstudie angewandt. Die Verbrauchsdaten stammen aus einem der für die Übergangszeit (21.3.-14.5. und 15.9.-31.10 im Jahr 2010) Werktags identifizierten Cluster. Das Lastprofil füllt die Werte $x_{0,t}$ für den ursprünglichen Verbrauch unter dem Einheitstarif p_0 . Für die Berechnung der entsprechenden Beschaffungskosten c_t wurden die EEX Preisdaten für den gleichen Zeitraum herangezogen. Die Angaben in [5], [23] über die durchschnittliche Zusammensetzung der Strompreise wurden auf den durchschnittlichen Strompreis von $p_0 = 23,42$ ct/kWh angewandt um die absoluten Werte der als additiv zu den Erzeugungskosten zu betrachtenden Kostenbestandteile (Vertrieb, Beschaffungsaktivitäten, Abrechnung, Messung, Messstellenbetrieb und Netznutzungsentgelte, Stromsteuer und Abgaben) zu ermitteln und von den multiplikativen Bestandteilen (Umsatzsteuer) zu trennen.

Die für jede Stunde $t = 1, \dots, 24$ berechneten Durchschnittswerte der EEX Preise wurden um die ermittelten Kosten-Komponenten ergänzt. Des Weiteren werden in [8], [17] für die Preiselastizität der Nachfrage Werte im Bereich von $-0,033$ bis $-0,92$ angegeben⁶. Für die Berechnung wurde ein Wert im mittleren Bereich von $-0,25$ angenommen, der aufgrund der Annahme konstanter Preiselastizität (4) für jedes Preis- und Verbrauchsniveau gilt. Die wichtigsten Parameterwerte, die in das Modell einfließen, sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Berechnung der optimalen Tarife wird mit Hilfe des Excel Solver durchgeführt.

⁵ Um den Tarif noch weiter zu vereinfachen kann der Lieferant die Anzahl der Preisstufen reduzieren indem er diejenigen Preise, die nur minimal voneinander abweichen zu einem Preisniveau zusammenlegt.

⁶ Diese sind üblicherweise an der Stelle der durchschnittlichen Preise und Verbrauchsmengen definiert.

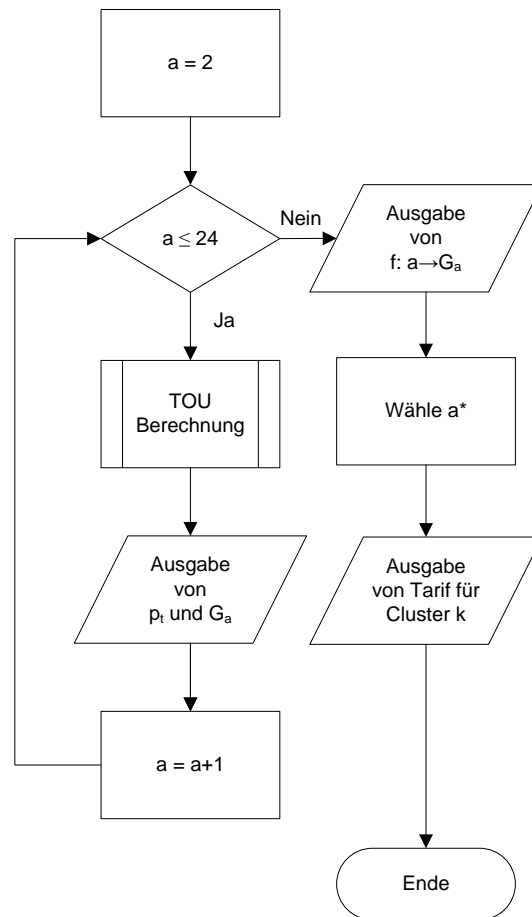


Bild 1: Programmablaufplan zur TOU Tarifbestimmung für einen Cluster

Durchschnittspreis in ct/kWh (Stand Februar 2011)	23,42	Preiselastizität der Nachfrage	-0,25
Strompreiszusammensetzung für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh			
	Anteil [%]	Datenreihen im Zeitraum 21.3.-14.5.10 und 15.9.-31.10.10	
Strombeschaffung, Vertrieb, Marge	34,60	Verbrauch [kWh] Cluster 8, Übergang Werktag (18 Teilnehmer)	
Strombeschaffung	20,00	Durchschnitt	0,439
Vertrieb	4,00	Min	0,201
Marge	10,60	Max	0,651
Steuern	24,70	Standardabweichung	0,148
Mehrwertsteuer	19,00	EEX Spotmarktpreise [EUR/MW]	
Stromsteuer	5,70	Durchschnitt	47,07
Abgaben (EEG, KWK, Konzessionsabgabe)	15,90	Min	29,95
Netznutzungsentgelte	21,40	Max	58,21
Messung, Messstellenbetrieb, Abrechnung	3,40	Standardabweichung	9,06

Tabelle 1: Parameterwerte für das Modell

In Bild 2 ist der optimierte Gewinn in Abhängigkeit von der Anzahl an Zeitzonen dargestellt. Bei $a = 3$ lässt sich ein „Knick“ der Kurve identifizieren, so dass nach dem Ellbogenkriterium dies als optimale Anzahl an Zeitzonen festgelegt wird.⁷

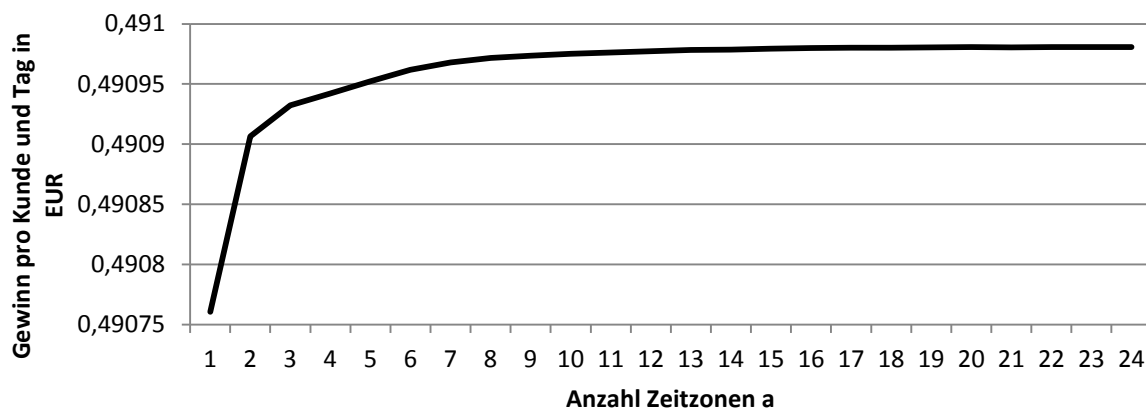


Bild 2: Maximaler Gewinn in Abhängigkeit von der Anzahl an Zeitzonen a

Der entsprechende optimale TOU Tarif, sowie zum Vergleich der Tarif mit 24 Zeitzonen, sind in Bild 3 dargestellt. Auch wenn der 3-Stufen Tarif nicht in dem Ausmaß wie der 24-Stufen Tarif dem Verlauf der EEX Preise folgen kann, ist dennoch zu erkennen, dass der Preis zu den Peak-Zeiten auf der Börse höher liegt.

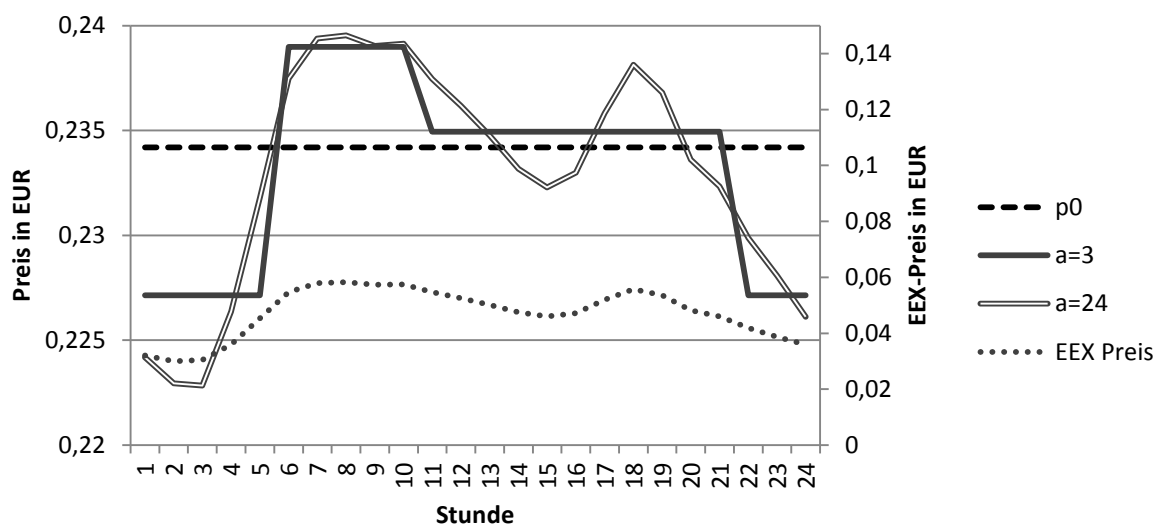


Bild 3: Optimaler TOU Tarif

Die Berechnung der Nachfrage zeigt, dass das Lastprofil durch den TOU Tarif im Vergleich zum einheitlichen Referenztarif – und damit auch der Gesamtverbrauch – weitestgehend unverändert bleibt. Die mit dem TOU Tarif resultierende Gewinnsteigerung zum Referenztarif ist zwar positiv, beträgt jedoch nur 0,036 % Prozent. Die Ursache hierfür liegt in der Nebenbedingung (5), die für den Lieferanten als sehr harte Erlösobergrenze fungiert.

⁷ Siehe auch [14].

Höhere Gewinnsteigerungen lassen sich erreichen, wenn man dem Kunden stärkere Verhaltensanpassungen zumutet, wie es vom Regulierer gewollt ist. Dafür kann die Nebenbedingung (5) durch die Forderung ersetzt werden, dass die Kosten mit neuem Tarif und angepasstem Verbrauch nicht die Kosten übersteigen dürften, die bei dem Verbrauch mit den alten Preisen entstehen würden ($\sum_{t=1}^{24} p_t^* x_t(p_t) \leq p_0 \sum_{t=1}^{24} x_t(p_t)$) oder dass der TOU-Durchschnittspreis nicht größer sein darf als der Referenzpreis ($\sum_{t=1}^{24} p_t / 24 \leq p_0$).⁸

Die Wirtschaftlichkeit von TOU-Tarifen hängt stark davon ab, in welchem Ausmaß Verbrauch in Zeiten mit hohen Erzeugungskosten reduziert werden kann. Daher sind die Ergebnisse zum einen sensitiv gegenüber Variationen in der (Eigen-)Preiselastizität der Nachfrage, die in unterschiedlichen Studien unterschiedlich hoch ausfällt. Eine höhere Elastizität ermöglicht eine stärkere Anpassung der Nachfrage und einen höhere Gewinnsteigerung. Zum anderen werden zusammen mit den Kreuzpreiselastizitäten der Nachfrage zwischen den unterschiedlichen Stunden auch Verlagerungen des Verbrauchs zwischen den Zeitzonen vernachlässigt, die jedoch in der Realität ebenfalls Effizienzpotential darstellen.

5 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde ein Ansatz zur Bestimmung eines optimalen kundengruppen-spezifischen TOU Tarifs vorgestellt und im Rahmen einer Fallstudie implementiert. Im Gegensatz zur verwandten Literatur wurden in dem vorgestellten Modell, neben den Preisen, auch der Beginn und die Länge der Zeitzonen endogenisiert.

Es wurde gezeigt, dass sich – selbst unter der stark restriktiven Bedingung, dass Kunden ohne Verhaltensanpassung keine höheren Kosten entstehen dürfen – mit TOU-Tarifen eine Gewinnsteigerung erzielen lässt, die mit der Anzahl der Zeitzonen monoton steigt. Aufgrund der Bedeutung eines einfachen und leicht nachvollziehbaren Tarifs für die Praxis wurde mit Hilfe des Ellenbogenkriteriums die Anzahl von Zeitzonen reduziert.

Für das verwendete Kundencluster in Übergangszeit Werktags wurde ein 3-stufiger TOU entwickelt, mit dem eine Gewinnsteigerung von 0,036 % bei gleichbleibenden Kundenkosten erzielt werden konnte. Sowohl der Gesamtverbrauch als auch das Lastprofil des Kunden bleiben beim neuen Tarif erhalten. Dieses Ergebnis ist konservativ und würde bei einer weniger restriktiven Ausgestaltung der Nebenbedingung sowie unter Berücksichtigung von Kreuzpreiselastizitäten der Nachfrage besser ausfallen.

Die weiteren Forschungsarbeiten zielen auf die empirische Untersuchung der Zusammenhänge zwischen den Eigenschaften der optimalen TOU Tarife und der resultierenden Lastverschiebung und Lastreduktion einerseits und den Lastprofilen der unterschiedlichen Cluster sowie der Elastizitätsannahmen andererseits. Des Weiteren sollen die Cluster auf Unterschiede in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit für den Lieferanten bei der Gestaltung von TOU Tarifen untersucht werden.

⁸ Im vorliegenden Fall bindet diese Bedingung nicht - der Durchschnittspreis liegt mit 23,32 ct/kWh um 0,043 % unter dem Referenzpreis.

6 Literatur

- [1] Adam, D. (2009): Zukünftige Anforderungen an Messsysteme, EnCT GmbH Freiburg, Vortrag am 28.29.10.2009, Berlin.
- [2] Backhaus, K., Erichson, B., Plinke, W. und Weiber, R. (2008): Multivariate Analysemethoden: Eine anwendungsorientierte Einführung. Springer, Berlin, Heidelberg.
- [3] Borchert, J., Schemm, R. und Korth, S. (2006): Stromhandel: Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement. Schäffer-Poeschel, Stuttgart.
- [4] Borenstein, S., Jaske, M. und Rosenfeld, A. (2002): Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets. Energy Foundation.
- [5] Bundesnetzagentur (2011): <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/BNetzA/Energie/PreiseEntgelte/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html?nn=125442>. Abgerufen am 18.09.2011.
- [6] Cheng, Y., und Zhai, N. (2010): Evaluation of TOU price based on responses of customer. In *2010 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM)*, S. 1977-1981.
- [7] Dittmer, M. (1989): Lastmanagement Bei Zeitvariabler Elektrizitätspreisbildung in Industriebetrieben. Springer, Berlin; Heidelberg; New York; London; Paris; Tokyo.
- [8] Faruqui, A. and George, S. (2002): The Value of Dynamic Pricing in Mass Markets, *The Electricity Journal*, 15(6): 45-55.
- [9] Faruqui, A., und L. Wood (2008): Quantifying the Benefits of Dynamic Pricing in the Mass Market. Prepared for Edison Electric Institute.
- [10] Filipova-Neumann, L. (2011): Multiproduct Pricing Revisited: Aligning Time Varying Tariffs to Procurement Costs or Load Profiles? *Proceedings of the IASTED International Conference on Power and Energy Systems and Applications (PESA 2011)*.
- [11] Flath, C., Nicolay, D. Conte, T. Van Dinther C., , and Filipova-Neumann, L. "Clusteranalyse von Smart Meter Daten - Eine praxisorientierte Umsetzung," *Wirtschaftsinformatik*.
- [12] Hill, L. J. (1991): Residential time-of-use pricing as a load management strategy: Effectiveness and applicability. *Utilities Policy* 1(4):308-318.
- [13] Hu, F. N, Tang, Y. D, und Zou,Y. (2007): The Mechanism of the TOU Price Based on the Bi-linkage of Purchase and Sale Prices. *Proceedings of the CSEE*, 27(5):61-66.
- [14] Ighli, Z. (2011): Gestaltung variabler Tarife im Smart Grid, Diplomarbeit (in Bearbeitung), Institut für Informationswirtschaft und -management, Karlsruher Institut für Technologie.
- [15] Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Springer, Berlin, Heidelberg.
- [16] Liao, Y., Chen, L., und Chen, X. (2011): An Efficient Time-of-Use Pricing Model for a Retail Electricity Market Based on Pareto Improvement. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Asia-Pacific.

- [17] Lijesen, M. (2007): The real-time price elasticity of electricity, *Energy Economics*, 29(2): 249-258.
- [18] Nabe, C., Beyer, C., Brodersen, N., Schäffler, H., Adam, D., Heinemann, C., Tusch, T. u.a. (2009): Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler. Ecofys im Auftrag der deutschen Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Köln.
- [19] Nabe, C., Beyer, C., Brodersen, N., Schäffler, H., Adam, D., Heinemann, C., Tusch, T. u.a. (2010): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. ECOFYS, EnCT & BBH im Auftrag der Bundesnetzagentur, Köln.
- [20] Olbrich, R., und Battenfeld, D. (2007): Preispolitik: Ein einführendes Lehr- und Übungsbuch. Springer, Berlin, Heidelberg.
- [21] Park, R. E. und Acton, J. P. (1984): Large business customer response to time-of-day electricity rates. *Journal of Econometrics* 26(1-2): 229-252.
- [22] Rehm, M. (1999): Lastmanagement und dynamische Stromtarife in regenerativen Energieversorgungssystemen. VDI-Verlag.
- [23] Ridder, N. (2007): Vom monopolistischen Stromversorger zum kundenorientierten Energiedienstleister: die strategische Neuausrichtung kommunaler Energieversorgungsunternehmen, Verlag Dr. Kovač, Hamburg.
- [24] Schäffler, Dr. H. (Hrsg.) (2011): Praxisvergleich Smart-Metering-Produkte. Markt, Tarife, Kundenpotentiale. Freiburg.
- [25] Stadler, D. I.M, Auer, H. und Haas, R. (2004): Die Bedeutung von dynamischen Tarifmodellen und neuer Ansätze des Demand-Side-Managements als Ergänzung zu Hedging-Maßnahmen. ÖNB 7895 Endbericht.
- [26] Tan, Z., Wang, M., Qi, J., Hou, J. und Li, X. (2008): Time-of-use Price Optimizing Model And Fuzzy Solving Method. *Systems Engineering - Theory & Practice* 28(9): 145-151.
- [27] Unterländer, M., Wietschel, M. und Dütschke, E. (2010): Dynamische Stromtarife aus Kundensicht Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjointanalyse. Masterthesis, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und Karlsruher Institut für Technologie.
- [28] Verivox (2011): Zahl der Strom- und Gasanbieter deutlich gewachsen <http://www.verivox.de/nachrichten/zahl-der-strom-und-gasanbieter-deutlich-gewachsen-66477.aspx>. Abgerufen am 27.08.2011.
- [29] Wolter, D., und Reuter, E. (2005): Preis- und Handelskonzepte in der Stromwirtschaft: Von den Anfängen der Elektrizitätswirtschaft zur Einrichtung einer Strombörse. Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden.
- [30] Wu, Q., Wang, L. und Cheng, H. (2004): Research of TOU power price based on multi-objective optimization of DSM and costs of power consumers. In *Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, (DRPT 2004), 1:343-348.
- [31] Yu, N., und Yu, J. (2006): Optimal TOU Decision Considering Demand Response Model. In *International Conference on Power System Technology*, PowerCon 2006, 1-5.

- [32] Zeng, S., Ren, Y. und Li, J. (2007): A Game Model of Time-of-Use Electricity Pricing and its Simulation. In *International Conference on Wireless Communications, Networking and Mobile Computing*, WiCom 2007, 5050-5054. IEEE.
- [33] Zeng, S., Li, J. und Ren, Y (2008): Research of time-of-use electricity pricing models in China: A survey. In 2008 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management, 2191-2195. Singapore.